

АНАЛІЗ ПРОЦЕСУ РОЗРОБКИ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ В УМОВАХ НЕОДНОРІДНИХ КОЛЕКТОРІВ З ВИКОРИСТАННЯМ МАТЕМАТИЧНИХ МЕТОДІВ

Н. В. Дубей

кандидат геолого-мінералогічних наук

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15

М. Р. Дубей

Компанія «Infineon Technologies»,
79000, м. Львів, вул. Луганська, 20

В статті викладено спосіб впровадження розрахункового методу визначення усталеного пластового тиску шляхом відповідної математичної обробки кривої відновлення вибійного тиску після зупинки свердловини. Метод був апробований на газових родовищах України. У більшості випадків абсолютна похибка при визначенні пластового тиску не перевищувала 0,05-0,10 МПа. Впровадження описаної методики визначення пластового тиску у газових свердловинах в умовах низькопроникних колекторів дає можливість одержати об'єктивні дані для підрахунку запасів газу за методом падіння пластового тиску і для якісного аналізу розробки газового покладу.

Ключові слова: розробка, газовий поклад, свердловина.

ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT PROCESS OF GAS RESERVOIRS UNDER THE CONDITIONS OF HETEROGENEOUS COLLECTORS USING MATHEMATICAL METHODS

N. V. Dubei

PhD (geology)

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
76019, st. Karpatska, 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine

M. R. Dubei

«Infineon Technologies» company,
79000, st. Luhanska, 20, Lviv, Ukraine

The article describes the method of implementing the calculation method for determining the stable formation pressure by means of the appropriate mathematical treatment of the recovery curve of the wellbore pressure after the well stop. The method was tested on the gas fields of Ukraine. In most cases, the absolute error in determining reservoir pressure did not exceed 0.05-0.10 MPa. The implementation of the described method of determining formation pressure in gas wells in conditions of low-permeability reservoirs makes it possible to obtain objective data for calculating gas reserves by the method of formation pressure drop and for qualitative analysis of the development of a gas deposit.

Key words: development, gas deposit, well.

Головним напрямом збільшення рівнів видобутку вуглеводнів та досягнення високих значень кінцевих коефіцієнтів їх вилучення є масштабне вдосконалення існуючих систем розробки родовищ нафти і газу з використанням сучасних наукоємних технологій. На сьогоднішній день добре вивчена методика розробки газових покладів, розташованих в однорідних колекторах. Разом із тим неврахування складної геологічної будови, великої фільтраційної неоднорідності, розчленованості і переривчастості колекторів при проєктуванні розробки газових покладів є причиною відхилення фактичних показників розробки від проєктних.

Розробка газових родовищ з низькопроникними колекторами має ряд специфічних особливостей, зокрема, великий термін відновлення пластових тисків у свердловинах після їх зупинки.

Досвід розробки газових родовищ показує, що при низькій проникності продуктивних пластів ($0,010 - 0,001 \text{ мкм}^2$) час стабілізації пластового тиску після зупинки свердловини складає 5-20 діб і більше.

На практиці, з метою забезпечення максимального видобутку газу, крива відновлення пластового тиску часто знімається на протязі всього 6 – 48 годин. В даному випадку визначені пластові тиски в значній мірі занижені, що не дає можливості провести якісний аналіз розробки газового покладу та достовірний підрахунок запасів газу за методом падіння пластового тиску.

Метою даної статті є впровадження розрахункового методу визначення усталеного пластового тиску шляхом відповідної математичної обробки кривої відновлення вибійного тиску (КВТ) після зупинки свердловини.

Суть методики полягає в наступному [1, 2, 3].

Відновлення вибійного тиску до пластового в закритій свердловині описується рівнянням:

$$P_{виб.i}^2 = P_{виб.0}^2 + \frac{Q \cdot \mu T_{пл} Z_{пл} P_{ам}}{2\pi \cdot K h T_{ст}} \ln \frac{2,25xt}{R_{с.пр}^2} + bQ^2 \quad (1)$$

де $P_{виб.0}$ - вибійний тиск перед зупинкою свердловини, МПа; $P_{виб.i}$ - поточний вибійний тиск після зупинки свердловини в момент t , МПа; Q - дебіт свердловини перед зупинкою, $\text{см}^3 / \text{с}$; μ - в'язкість газу в пластових умовах, МПа·с; $T_{пл}$ - пластова температура, К; $T_{ст}$ - стандартна температура, 293 К; $Z_{пл}$ - коефіцієнт надстисливості газу в пластових умовах; $P_{ам}$ - атмосферний тиск, МПа; K - коефіцієнт проникності пласта, мкм^2 ; h - ефективна товщина пласта, см; α - коефіцієнт п'єзопровідності пласта, $\text{см}^2 / \text{с}$; t - поточний час відновлення тиску, с; $R_{с.пр}$ - приведений радіус свердловини з врахуванням її гідродинамічної недосконалості, см; b - коефіцієнт рівняння припливу газу до вибою свердловин, $\left(\frac{\text{МПа}}{\text{см}^3 / \text{с}} \right)^2$

Теоретично процес відновлення вибійного тиску до статичного пластового є безкінечним. Однак в практиці газодинамічних досліджень вважається, що пластовий (статичний) тиск стабілізувався, якщо в момент t_1 манометри протягом певного відрізка часу Δt (наприклад однієї доби) не фіксують його зміни, тобто, якщо зміна тиску за період Δt менша чутливості манометрів ΔP [4, 5].

В даному випадку умову стабілізації пластового тиску можна виразити через параметр «С»:

$$\frac{d[P_{nl}^2 - (P_{nl} - \Delta P)^2]}{dt} = \frac{d(P_{nl}^2 - P_{виб.і}^2)}{dt} = C \quad (2)$$

Диференціюючи рівняння (1) по t , одержимо:

$$\frac{d(P_{іє}^2 - P_{дд.з}^2)}{dt} = \frac{Q \cdot \mu T_{іє} Z_{іє} P_{дд}}{2\pi \cdot Kh T_{нò} t} \quad (3)$$

Прирівнявши праві частини формул(2) і (3) і вважаючи, що час t відповідає часу умовної стабілізації пластового тиску в свердловині $t_{нò}$ одержимо:

$$\frac{Q \cdot \mu T_{nl} Z_{nl} P_{am}}{2\pi \cdot Kh T_{cm} t_{cm}} = C \quad (4)$$

Звідки:

$$t_{cm} = \frac{Q \cdot \mu T_{nl} Z_{nl} P_{am}}{2\pi \cdot Kh T_{cm} C} \quad (5)$$

Якщо величина Δt приймається в добах, то і час стабілізації t_{cm} також буде визначатись в добах.

Для визначення пластового тиску за даною методикою крива відновлення пластового тиску обробляється в координатах $P_{виб}^2 = f(\lg t)$.

По прямолінійній ділянці графіка визначається кутовий коефіцієнт β , який дорівнює:

$$\beta = \frac{2,3Q \cdot \mu T_{nl} Z_{nl} P_{am}}{2\pi \cdot Kh T_{cm}} \quad (6)$$

Із рівнянь (5) і (6) одержимо час стабілізації пластового тиску в добах:

$$t_{cm} = \frac{\beta}{2,3C} \quad (7)$$

Дана методика була апробована на таких газових родовищах як Шебелинське, Городоцьке, Макунівське та інших. У більшості випадків абсолютна похибка при визначенні пластового тиску не перевищувала 0,05-0,10 МПа. Таким чином, впровадження описаної вище методики визначення пластового тиску у газових свердловинах в умовах низькопроникних колекторів

дає можливість одержати об'єктивні дані для підрахунку запасів газу за методом падіння пластового тиску і для якісного аналізу розробки газового покладу.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазомеханіка: підручник 2-ге вид. Львів: Апріорі, 2007. 452 с.
2. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Дремлюх Н.С. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навч. посіб. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. 288 с.
3. Кондрат Р.М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ: підручник. Івано-Франківськ: Фоліант, 2021. 456 с.
4. Наукові та методичні засади дослідження пластових вуглеводневих систем для підрахунку запасів нафти і газу. В.О. Федішин, М.М. Бачник, В.Я. Сініцин та ін. Укр ДГРІ, Г.І. Рудько, В.І. Ловинюков – ДКЗ України. Київ – Львів – Черкаси. 2008. 168 с.
5. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: навч. посіб. /О.І. Акульшин, О.О. Акульшин, В.С. Бойко та ін. Івано-Франківськ: Факел, 2003. 434 с.